

## РЕЗУЛЬТАТЫ РЕЖИМНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

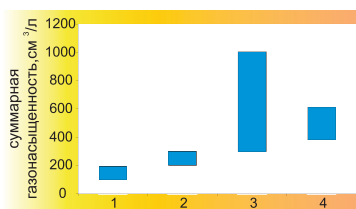
В статье приведены результаты исследований подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода и прилегающих областей. Рассмотрена краткая геолого-гидрогеологическая характеристика докембрийского комплекса пород, представлены результаты наблюдений за составом подземных вод, выполненных в режиме мониторинга в пяти специальных скважинах-пьезометрах. На основе изучения химического и газового состава подземных вод архейско-протерозойского кристаллического комплекса рассмотрен вопрос о перспективах нефтегазоносности фундамента и о его современной геодинамической активности.

**Ключевые слова:** состав подземных вод, кристаллический фундамент, геолого-гидрогеологическая характеристика, нефтегазоносность фундамента.

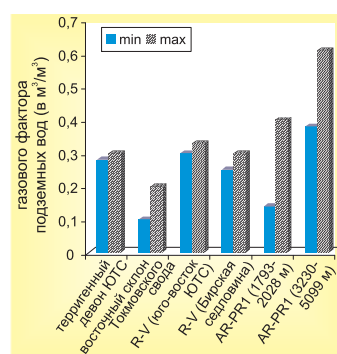
Серьезная аргументация в пользу того, что источник нефти месторождений Южно-Татарского свода (ЮТС) и прилегающих территорий находится вне осадочного чехла, ниже кровли кристаллического фундамента (КФ) позволила начать в Татарстане планомерное изучение перспектив нефтегазоносности докембрийского кристаллического комплекса, которое проводится здесь уже более 30 лет. Одним из направлений этих исследований явилось изучение пластовых вод, полученных в скважинах из разуплотненных интервалов разреза КФ. Впервые приток высокоминерализованных рассолов из этих интервалов был получен в 1975 году в скважине 20000-Миннибаевская, после чего пластовые воды КФ изучались постоянно, сначала с целью оценки перспектив нефтегазоносности кристаллического докембрия. Впоследствии цели этих исследований включили целенаправленное изучение изменений микроэлементного и газового состава вод в связи с сейсмической активностью территории, свидетельствующей об активной геодинамике геологической среды изучаемой территории.

Рассмотрим геолого-гидрогеологическую характеристику кристаллических пород докембрия. Всего в пределах Волго-Уральской области выделено 16 архейских и 9 раннепротерозойских комплексов пород. Наиболее древней из стратиграфических подразделений является отрядненская серия, слагающая основание разреза раннего докембрия Волго-Уральской антеклизы. В ее составе преобладают пироксенсодержащие породы, отвечающие по минеральному и химическому составу магматическим об-

**Рис. 1.** Соотношение значений суммарной газонасыщенности вод осадочного чехла и кристаллического фундамента. 1 – рифей-вендские отложения в районах отсутствия промышленной нефтеносности; 2 – терригенные отложения девона в районах отсутствия промышленной нефтеносности; 3 – терригенные отложения девона, расположенные вблизи промышленных скопленений нефти; 4 – значения, установленные для флюидонасыщенной зоны кристаллического фундамента в интервале 3230 – 5099 м скв. 20000-Миннибаевской.



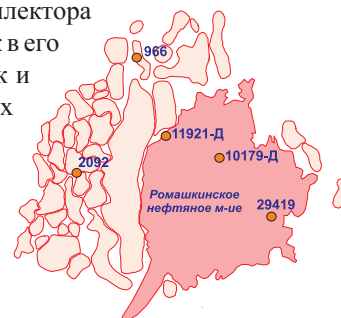
разованиям с широким спектром основности. Более высокое стратиграфическое положение по отношению к архейской отрядненской серии занимает большечеремшанская серия, которая сложена высокоглиноземистыми биотит-гранат-силлиманит-кордиеритовыми кристаллическими сланцами и гнейсами. Самыми молодыми являются образования азнакаевского комплекса (Муслимов и др., 1996). Породы фундамента метаморфизованы, прорваны интрузиями кислого и основного состава, смяты в складки различных простираций.



**Рис. 2.** Газовый фактор подземных вод для различных породных комплексов и тектонических элементов, терригенный девон ЮТС – Данные по исследованию пластовых вод терригенного девона ЮТС, восточный склон Токмовского свода – Результаты исследования скважин 407 и 425, R-V (юго-восток ЮТС) – Результаты исследования скважин 203 и 20005, AR-PR<sub>1</sub> (1793-2028 м) – Результаты исследования вод КФ из скважин №№ 29419, 2092, 966, 11921-Д, 10179-Д, AR-PR<sub>1</sub> (3230-5099 м) – Результаты исследования вод КФ из скважины № 20000-Миннибаевской.

Бурением в кристаллических породах выявлены многочисленные зоны разуплотнения, обладающие различной коллектирующей емкостью и в различной степени флюидонасыщенные. Коллектора фундамента выявлены как в его прикровельной части, так и на глубинах более 5 км. Их мощность различна и варьирует от первых метров до десятков метров (Плотникова, 2004).

С помощью испытателя пласта на трубах, компрессором, глубинными насоса-



**Рис. 3.** Схема расположения пьезометрических скважин.

ми испытано более 130-ти объектов – разуплотненных и трещиноватых интервалов фундамента. Примерно в 1/3 из них получены притоки пластовой воды с различной минерализацией. В ряде случаев на основании компонентного состава растворенных газов некоторые объекты оценены как перспективные на нефть и газ. Дебиты воды из различных зон КФ варьируют в широких пределах – от 0,17 до 125 м³/сут при динамических уровнях от устья скважин в пределах 600 – 1500 м. Пластовые давления, в зависимости от глубины залегания разуплотненных зон, изменяются от 19,8 МПа до 54,0 МПа (Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

По химическому составу подземные воды архейско-протерозойского кристаллического комплекса близки к водам рифейско-вендских отложений и терригенного девона и относятся к хлоркальциевому типу по В.А. Сулину. Общая минерализация их меняется в пределах 234 – 272 г/дм³, плотность 1,18 – 1,19 г/см³. Содержание кальция варьирует от 22 до 42 г/дм³, как и в терригенных отложениях девона и рифей-венда. Коэффициент метаморфизации Na/Cl находится в пределах 0,4 – 0,6; что свидетельствует о высокой степени закрытости недр. В водах содержатся микроэлементы: йод, бром, аммоний и др. (Анисимов и др., 1979; Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

Несколько иной состав имеют подземные воды, полученные в скважине 20000 Миннибаевской площади. Это хлоркальциевые рассолы, с общей минерализацией от 287 до 332 г/дм³. Содержание кальция достигает 94 г/дм³, натрия уменьшается до 11,5 г/дм³ по сравнению с вышележащими отложениями (54 – 74 г/дм³). Из микрокомпонентов в подземных водах содержатся (мг/дм³): йод – от 6,3 до 9,0; бром – от 1606,0 до 1932,7; аммоний – 3,6. Отмечается увеличение содержания кальция и брома с глубиной, при одновременном увеличении минерализации и снижении содержания натрия и аммония. В составе водорастворенных органических веществ присутствуют (мг/дм³): органический углерод от 97,6 до 137,8; углерод битумной фракции от 0,3 до 0,5 и более, органический азот от 0,02 до 0,2; фенол летучий от 0,1 до 3,9. В скважине 20000 обнаружен бензол, что является прямым показателем возможности обнаружения скоплений углеводородного сырья (Аниси-

мов и др., 1979; Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

Такие воды характерны для зон длительного отсутствия водообмена и восстановительной обстановки.

Состав водорастворенного газа верхней части разреза архейско-протерозойских отложений в основном метаново-азотный. Газонасыщенность подземных вод колеблется в пределах 0,11 – 0,35 м³/л. Объемная доля азота в пробах 32 – 68 %, метана от 29 до 62 %.

Газонасыщенность нижележащих интервалов (3230 – 3380 м) и (4446 – 4493 м) по результатам испытания скважины 20000 Миннибаевской составляет 0,61; 0,38 м³/л соответственно. Состав газа метаново-азотный. В самом нижнем интервале (4703 – 5099 м, скважина 20000) газонасыщенность вод составляет 450 см³/л. По составу газ метаново-азотный. Объемная доля азота в пробах 67,2 – 76,9 %, метана 11 – 14 %, в небольших количествах (до 5 %) обнаружены тяжелые углеводороды. Из других газов присутствуют: гелий, аргон, водород, кислород, углекислый газ. В целом вверх по разрезу наблюдается увеличение объемной доли углеводородных газов. Содержание метана несколько увеличивается в нижних горизонтах.

В сравнении с газовым составом подземных вод по данным бурения параметрических скважин в пределах Восточно-Европейской платформы, газовый состав вод КФ востока Русской плиты (ЮТС и прилегающих территорий) выглядит следующим образом (Табл. 1). Как видно, воды КФ ЮТС отличаются значительно большим количеством УВ-газов и метана.

По своему химическому и газовому составу подземные воды архейско-протерозойского кристаллического комплекса близки к подземным водам терригенного девона и рифей-вендских осадочных пород.

Газонасыщенность подземных вод архейских КПФ (390-450 см³/л) не уступает водам девонских (298-476 см³/л) и рифейско-вендских (290 см³/л) отложений (Рис. 1, 2). Нефтепродуктивность первых из этих пород установлена и изучена, а вторых – предполагается по комплексу геолого-геофизических данных.

Что касается суммы углеводородных газов, то она для вод архея составляет 12,3 – 16%, достигая в отдельных случаях весьма больших значений (Табл. 1), которые сопоста-

| Структуры            | Возраст            | Скважины          | Интервал опробования, м | Газовый состав вод (об. %)                    |                 |                |                |             |                 |         |
|----------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|---|-----------------|----------------|----------------|-------------|-----------------|---------|
|                      |                    |                   |                         | N <sub>2</sub>                                | CO <sub>2</sub> | He             | H <sub>2</sub> | УВГ (сумма) | CH <sub>4</sub> | Ar      |
| ЮТС и его склоны     | AR-PR <sub>1</sub> | Миннибаевская     | 4703-5099               | до 67   | до 0,38         | до 5,4         | -              | до 0,38     | до 63           | до 0,38 |
|                      |                    | Другие скважины   | 1793-2028               | до 76,3                                       | до 5,17         | до 1,23        | до 21,7        | 0,1-70,2    | до 53,8         | He опр. |
| Балтийский щит       | AR-PR <sub>1</sub> | Кольская СГ-3     | 0-300                   | Состав воздушный                              |                 |                |                |             |                 |         |
|                      |                    |                   | 300-4500                | N <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> H <sub>2</sub> |                 |                |                |             |                 |         |
|                      |                    |                   | 4500-5850               | H <sub>2</sub> He                             |                 |                |                |             |                 |         |
|                      |                    |                   | 5850-6900               | CO <sub>2</sub>                               | He              | H <sub>2</sub> |                |             |                 |         |
|                      |                    |                   | 6900-9200               | CO <sub>2</sub>                               | He              | H <sub>2</sub> |                |             |                 |         |
|                      |                    | Гравберг          | 5452                    | N <sub>2</sub>                                | He              | H <sub>2</sub> | Ar             |             |                 |         |
| Московская синеклиза | AR-PR <sub>1</sub> | Воротилловская СГ | 752-5058                | 98,3  | 2,6             | 0,45           | 0,02           | 0,035       | 0,0021          | -       |
|                      |                    | Смоленская        | 1118-1129               | 67,92   | 1,95            | 0,14           | -              | 23,6        | -               | 1,15    |
|                      |                    | Домнинская        | 1186-1251               | 91,98   | 2,21            | 0,99           | 3,69           | -           | -               | 1,13    |
|                      |                    | Борисоглебская    | 610                     | 61,52   | 10,76           | 0,11           | 10,5           | 16,37       | -               | 0,7     |
|                      | V-PZ               | Опаринская        | 2188-2205               | 98,91   | 0,22            | 0,84           | -              | 0,87        | -               | 0,6     |
|                      |                    |                   | 1912-1939               | 94,33   | 0,42            | -              | 0,42           | 4,83        | -               | -       |
|                      |                    | Макарьевская      | 1880-1992               | 95,1  | 0,10            | 1,08           | 2,13           | 2,03        | -               | 0,52    |
|                      |                    | Усольцевская      | 1742-2166               | 98,2  | -               | -              | -              | -           | 0,15            | -       |
|                      |                    | Глазовская        | 1396-1406               | 99,0  | 0,15            | -              | -              | 1,0         | -               | -       |
|                      |                    | Нейская           | 1350-1360               | 75,0  | -               | -              | -              | -           | 2,5             | -       |

Табл. 1. Газовый состав подземных вод по результатам бурения параметрических и поисковых скважин (Воронцов, 1996; Глубинные... 1976; 1980 и др.).

вимы со значениями, полученными для вод терригенного девона Ромашкинского месторождения (63 – 73%) и рифей-вендских отложений (44,6%). Кроме этого, суммарное количество УВ-газов в водах КФ превосходит сумму углеводородных газов в водах пород девона малоперспективных районов западной Татарии. Кроме того, в водах разуплотненных зон КФ были обнаружены пропан (2,3%), бутан (1,1 – 2,0%) и следы других тяжелых углеводородов, что является прямым признаком нефтеносности кристаллической толщи (Анисимов и др., 1979; Глубинные..., 1980).

Исследование химико-органических критериев оценки нефтегазоносности в скв. 20000-Минниба-

евской позволило установить, что общее содержание  $S_{орг}$  в водах КПФ значительно выше фонового для терригенного девона над ЮТС и рифейско-вендских отложений над его юго-восточным склоном. Такие химико-органические показатели вод архейских пород, как битумный углерод, фенолы, окисляемость йодатная и перманганатная, находятся в пределах фоновых значений для вод терригенного девона ЮТС, а в отдельных случаях – значительно их превышают. Концентрация общего органического азота в водах архея (0,58 мг/л) значительно превышает таковую в пластовых водах пашийско-кыновских отложений над ЮТС (Глубинные..., 1980).

В целом по совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские отложения оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских и терригенных пород девона Южно-Татарского свода.

С целью изучения возможной динамики компонентного состава вод КФ (которая может свидетельствовать как об активной геодинамике коры и чехла, так и о современной миграции УВ в осадочный чехол) в 1999 году было принято решение об организации изучения подземных вод кристаллического фундамента в режиме постоянных наблюдений. В качестве объекта исследований было выбрано 5 пьезометрических скважин: 966-Уральминская, 2092-Черемшанская, 10179-Д Алексеевская, 29419-Холмовская, 11921-Д Березовская (Рис. 3). Выбор скважин не был случайным, поскольку в каждой из них ранее (в 80-х и 90-х годах прошлого столетия) из разуплотненных зон фундамента уже были получены и исследованы пластовые воды (после соответствующих работ по откачке промывочной жидкости, фильтрата бурового раствора и достижения постоянной минерализации пластовой воды).

Постоянные наблюдения за водами КФ указанных скважин продолжались в течение 2000 – 2003 гг. В процессе этих исследований изучался химический и газовый состав вод фундамента и уровень жидкости в скважинах. Анализировались изменения во времени общей минерализации, плотности, кислотности вод, содержания растворенных газов – метана и суммы тяжелых углеводородов, водорода, гелия, углекислого газа, а также растворенного органического вещества – углерода битумной фракции и азота общего (Ибрагимов, 2004).

| № скважины (кол-во замеров) | Период времени                    | Плотность воды (г/см <sup>3</sup> )<br>min<br>max | рН<br>min<br>max    | Содержание, г/дм <sup>3</sup> |                               |                               |                         |                       |                       | Минерализация, г/л        | Содержание, мг/дм <sup>3</sup> |                         |                       |
|-----------------------------|-----------------------------------|---|---------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------------|-----------------------|
|                             |                                   |   |                     | Cl <sup>-</sup>               | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | Ca                      | Mg                    | K+Na                  |                           | J                              | Br                      | NH <sub>4</sub>       |
| 1                           | 2                                 | 3   | 4                   | 5                             | 6                             | 7                             | 8                       | 9                     | 10                    | 11                        | 12                             | 13                      | 14                    |
| 10179-Д (24)                | С января 1993 по ноябрь 2003 гг.  | <u>1,154</u><br>1,186                             | <u>4,48</u><br>7,79 | <u>140,85*</u><br>173,75      | <u>0,023</u><br>0,109         | <u>0,000</u><br>0,073         | <u>17,78</u><br>22,59   | <u>3,08</u><br>5,68   | <u>58,01</u><br>80,48 | <u>226,061</u><br>296,748 | <u>7,2</u><br>9,8              | <u>685,1</u><br>894,7   | <u>104,4</u><br>171,0 |
| 2092 (30)                   | С октября 1988 по ноябрь 2003 гг. | <u>1,179</u><br>1,191                             | <u>5,36</u><br>8,20 | <u>139,23</u><br>169,34       | <u>0,094</u><br>0,158         | <u>0,012</u><br>0,098         | <u>19,87</u><br>42,12   | <u>0,280</u><br>1,174 | <u>46,38</u><br>68,13 | <u>222,29</u><br>277,82   | <u>3,30</u><br>11,3            | <u>711,4</u><br>813,3   | <u>31,1</u><br>65,1   |
| 966 (35)                    | С января 1993 по ноябрь 2003 гг.  | <u>1,147</u><br>1,205                             | <u>5,6</u><br>7,52  | <u>113,33</u><br>205,51       | <u>0,018</u><br>0,091         | <u>0,012</u><br>0,098         | <u>32,84</u><br>57,08   | <u>0,852</u><br>5,040 | <u>24,54</u><br>69,69 | <u>179,61</u><br>328,952  | <u>3,58</u><br>10,4            | <u>602,7</u><br>1259,4  | <u>7,20</u><br>28,8   |
| 29419 (77)                  | С января 1993 по ноябрь 2000 гг.  | <u>1,184</u><br>1,193                             | <u>3,20</u><br>7,32 | <u>140,85</u><br>175,73       | <u>0,066</u><br>0,065         | <u>0,012</u><br>0,037         | <u>21,735</u><br>27,104 | <u>4,900</u><br>6,705 | <u>50,03</u><br>77,67 | <u>223,86</u><br>284,33   | <u>5,20</u><br>12,9            | <u>954,00</u><br>1042,7 | <u>187,2</u><br>214,2 |

Табл. 2. Изменение состава пластовых вод кристаллического фундамента в период с 1993 по 2003 гг. (в графах с пятой по 14-ую в числителе указано минимальное значение, в знаменателе – максимальное).

Табл.3. Пределы значения содержания тяжелых углеводородов в газовом составе подземных вод архейско-протерозойского возраста за период 2000 – 2003 гг.

| № скв.  | Площадь      | Общ. содержание углеводородов, объемные доли, % |              |
|---------|--------------|---|--------------|
|         |              | минимальное                                     | максимальное |
| 966     | Уральминская | 0,21-0,9  | 6,5-57,490   |
| 2092    | Черемшанская | 0,21-0,73                                       | 3,57-21,2    |
| 10179-Д | Алексеевская | 0,1-5,2   | 7,2-55,64    |
| 11921-Д | Березовская  | 0,08-2,0  | 2,8-24,75    |
| 29419   | Холмовская   | 0,01-1,02                                       | 9,25-70,22   |

Табл.3. Пределы значения содержания тяжелых углеводородов в газовом составе подземных вод архейско-протерозойского возраста за период 2000 – 2003 гг.

Анализ полученных результатов показал, что на протяжении всего периода наблюдения общесолевой и микрокомпонентный состав вод менялся (Табл. 2). Кислотность вод в скв. 10179-Д, к примеру, являясь слабокислой, в отдельные периоды изменялась до кислой и до слабощелочной. В скв. 2092, на фоне нейтральной и слабой кислотности отмечено возникновение кислой и щелочной сред. Кислотность в скв. 29419 варьировала от кислой до слабощелочной. Выполненное автором исследование взаимосвязи изменения кислотности вод с другими характеристиками их минерального и газового состава показало, что некоторые связи существуют и носят локальный характер проявления. В частности, в скв. 966 выявлена слабая корреляционная зависимость рН от содержания в воде хлора ( $\kappa=0,43$  при  $n=31$ ). В других скважинах такой зависимости не обнаружено, но установлена (скв. 10179-Д) корреляционная зависимость рН от содержания  $\text{HCO}_3^-$  ( $\kappa=0,643$  при  $n=20$ ). Для отдельных скважин выявлена зависимость рН от вариаций содержания углекислоты.

Кроме кислотности менялась минерализация вод, содержание в них хлора, железа, бора, меди и молибдена. Некоторые примеры данных вариаций приведены на Рис. 4 – 6. К примеру, во всех скважинах в пробах, отобранных в августе-сентябре 1998 г., отмечено снижение общей минерализации и хлора и некоторое увеличение углекислого газа. В отдельных скважинах это сопровождалось понижением плотности воды, а в других – плотность сохранялась за счет увеличения содержания железа. С июня по сентябрь 2000 г. во всех рассмотренных скважинах по газовым показателям отмечался всплеск содержания водорода, метана, а в отдельных случаях – гелия. Аналогичные изменения выявлены в составе водорастворенного органического вещества, во всех скважинах отмечались всплески содержания общего азота, которые иногда сопровождались увеличением содержания битумного углерода (Ибрагимов, 2004).

В частности, анализ режимных наблюдений подземных вод кристаллического фундамента по 5 скважинам, с 2000 по 2003 гг., показал следующее. Превышают фоновые значения показания водорастворенного органического вещества, особенно значения йодатной окисляемости и летучих фенолов. Колебания значений йодатной окисляемости во времени находилось в пределах от 1 – 5 до 9 – 16 мг/дм<sup>3</sup>, летучих фенолов от 0,1 – 0,9 до 1,6 – 3 мг/дм<sup>3</sup>. Верхние пределы их кон-

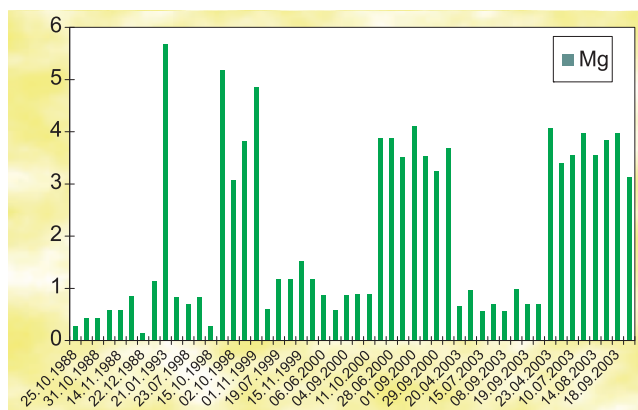


Рис. 4. Изменение содержания магния в водах КФ в скв. 2092).

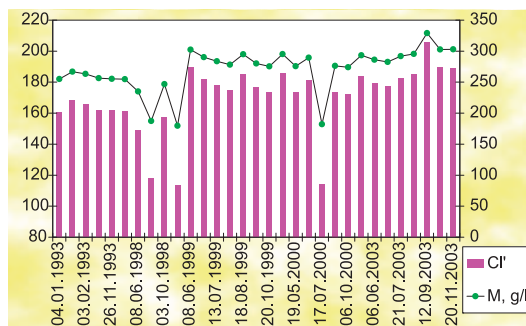


Рис. 5. Изменение минерализации и содержания хлора в водах КФ скважины 966.

центраций соответствуют аномальным значениям и характерны для вод нефтегазовых месторождений.

Более существенные изменения происходили в содержании углеводородной части газового состава вод (Табл. 3).

Анализ результатов временных вариаций газогидрохимических компонентов подземных вод КФ показал их тесную взаимосвязь с сейсмической активностью территории. В качестве индикаторов взаимосвязи были выделены общий азот, водород, метан, в меньшей степени – углекислый газ и гелий.

Однако, наличие факта вариаций гидрохимических показателей, говорит также о другом. В кристаллическом фундаменте на различных глубинах существуют условия для активного перемещения флюидных масс, которое происходит в настоящее время, свидетельствуя об флюидодинамической активности разуплотненных зон КФ. Вариации содержания водорода, углекислоты, азота, бора однозначно свидетельствуют о роли глубинной составляющей в тепломассопереносе, что в свою очередь указывает на современные процессы флюидизации и тепломассопереноса, происходящие в верхней (?) коре изучаемого

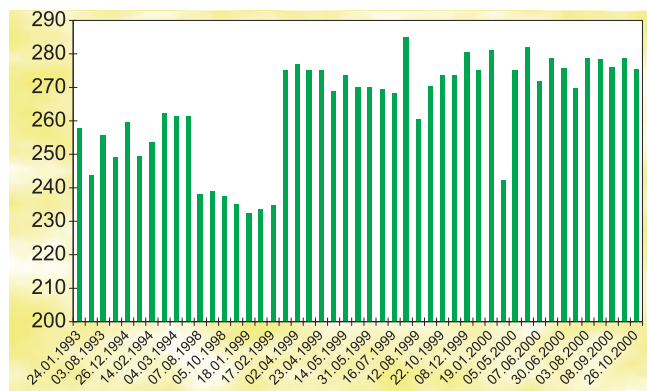


Рис. 6. Вариации минерализации подземных вод КФ в скв. 29419.

региона (Готтих и др., 1988. Иванкин и др., 2001; Кропоткин и др., 1979; Плотникова, 2004). Это подтверждается и результатами мониторинга тепловых полей, выполненного на базе многолетних высокоточных термометрических исследований (Христофорова и др., 2000; Христофорова, 2002).

Сделанный вывод подтверждается результатами изучения геодинамики формирования поля трещиноватости и ориентации дополнительно образующихся трещин, проведенного в районе скв. № 20009-Новоелховской. На основании этих исследований было высказано предположение о высокой геодинамической активности верхнего интервала (до глубины около 12,0 км) Альметьевского блока КФ.

Геодинамическая активность и флюидонасыщенность разуплотненных зон КФ была также подтверждена исследованиями, проведенными с использованием метода трехкомпонентного акустического каротажа для изучения геоакустических шумов с целью получения информации о современных динамических процессах в верхней части земной коры (Троянов, 1998, 2000; Троянов и др., 1998).

Термометрические исследования зон-коллекторов фундамента в глубоких скважинах выполненные в режиме мониторинга на протяжении многих лет под руководством Н.Н.Христофоровой показало, что движение тепломассоперенос не только не прекращается со временем, но и начинает фиксироваться в ранее неактивных зонах.

## Выводы

1. Результаты исследования скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-емкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует емкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа.

2. Газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород кристаллического фундамента соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений осадочного чехла (терригенных отложений девона).

3. По совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские отложения оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских и терригенных пород девона Южно-Татарского свода.

4. Компонентный состав растворенных углеводородных газов флюидов, насыщающих разуплотненные зоны КФ однозначно свидетельствует о наличии «тяжелых» углеводородов, являющихся прямыми признаками следов миграции углеводородов нефтяного ряда и возможного наличия их залежей.

5. Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотненных зон кристаллического фундамента свидетельствуют о современных геодинамических и флюидодинамических активных процессах в земной коре региона.

## Литература

Анисимов Б.В., Доронкин К.Н., Кавеев И.Х. и др. Подземные воды кристаллического фундамента Татарского свода. *Геология нефти и газа*. 1979. № 11. 29-36.

## Дорогие коллеги!



Тепло и сердечно поздравляю кафедру геологии нефти и газа КГУ со знаменательной датой – 55-летием со Дня образования. Вы по праву можете гордиться своей историей и предназначением. Открытие Большой нефти в Татарстане требовало от старейшего ВУЗа страны переориентироваться и максимально приблизиться к решению задач и проблем нефтегазодобывающей отрасли. Именно тогда была создана кафедра геологии нефти и газа, родилась особая каста – геологи-нефтяники Татарстана. Создание кадров промышленных геологов во многом способствовало глубокому познанию недр, повышению геологической культуры работы на промыслах и научной организации разработки залежей нефти.

Более полувека Ваша кафедра теснейшим образом связана с нефтяным производством, реализацией и внедрением научных результатов на месторождениях ОАО «Татнефть». В НГДУ «Ямашнефть» особое отношение к знаниям о недрах. С первых дней создания управления стало опытным полигоном по разведке и вводу в промышленную разработку мелких месторождений. Благодаря сложному геологическому строению месторождения требовали индивидуального научно-обоснованного подхода. Не оценим вклад выпускников Вашей кафедры, Троепольского В.И., Смелкова В.М., Лебедева Н.П. и др., которые совместно со специалистами НГДУ стали первопроходцами при освоении трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей.

Заслуживает уважение высококвалифицированный профессорско-преподавательский коллектив, щедрый на духовную пищу и глубокие профессиональные знания. Ваши лекции незабываемы и оригинальны и привлекают не только студентов, но и производственников нефтяной промышленности. Отрадно, что и сегодня Вы стремитесь идти в ногу со временем, совершенствуете методики преподавания, являетесь признанным центром научных разработок и инноваций.

Геологи всегда считались романтиками и покорителями земных недр. 55 лет – это мгновение в сравнении с геологическим масштабом времени. Поэтому многое еще впереди, и мы уверены, что кафедра геологии нефти и газа будет двигаться дальше к новым достижениям и юбилеям.

Смыков В.В.

Начальник НГДУ «Ямашнефть»

Окончание статьи Р.Л. Ибрагимов, И.Н. Плотниковой «Результаты режимных ...»

Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине № 20000. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Татарское кн. изд-во. 1976. 188.

Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Под ред. Р.Х.Муслимова. Казань: Татар. кн. изд-во. 1980. 176.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Бурмистенко Ю.Н. и др. Восстановленные флюиды в разрезах нефтегазоносных бассейнов. *Советская геология*. 1988. № 3. 33-48.

Ибрагимов Р.Л. Вопросы гидрогеологии и использования подземных вод при разведке и разработке нефтяных месторождений. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2004. 140.

Иванкин П.Ф., Назарова Н.И. Глубинная флюидизация Земной коры и ее роль в петрогенезе, соле- и нефтеобразовании. М.: ЦНИГРИ. 2001. 206.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинные разломы и дегазация Земли. Тектоническое развитие земной коры и разломы. М.: «Наука». 1979. 257-267.

Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М., Готтих Р.П. и др. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: «Дента». 1996. 488.

Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*. 2004. № 1. 40-41.

Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. Санкт-Петербург: Недр. 2004. 172.

Троянов А.К. Оценка характера насыщения зон-коллекторов в разрезе кристаллического фундамента по информативным параметрам геоакустических шумов. *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Казань: Новое Знание. 1998. 191-192.

Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Исакова Н.Г., Тетерина М.Н. Выделение динамически активных зон в ново-Елховской скважине 20009 по данным трехкомпонентного геоакустического каротажа. *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Казань: Новое Знание. 1998. 193-195.

Троянов А.К. Изучение современного динамического состояния геологической среды по скважинным наблюдениям геоакустических шумов. Уральский геофизический вестник. Екатеринбург: УрО РАН. 2000. № 1. 88-94.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. Температура и тепловой поток в гранито-гнейсовом слое земной коры (по результатам экспериментальных измерений в скважинах Татарского свода). *Георесурсы*. 2000. № 1(2). 2-11.

Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов. *Автореф. дис. на соискание ученой степени д.г.-м. н.* Казань: Изд-во Каз. ун-в. 2002. 34.

### R.L. Ibragimov, I.N. Plotnikova. **Monitoring of water from crystalline basement of South-tatar arch.**

Monitoring of water (hydrogeological parameters) from crystalline basement was conducted in selected piezometer wells. Chemical and gas composition of basement waters and fluid levels were monitored in 2000-2003 in these five wells. Basement water monitoring shows changes in total salt, trace-component and gas compositions. These can be related to geological processes occurring in the Earth's crust.

*Keywords:* composition of basement waters, crystalline basement, geological-hydrogeological characteristics, oil-and-gas content of basement.

### *Ирина Николаевна Плотникова*

Д. г.-м. н., зав. кафедрой геологии нефти и газа КГУ. Научные интересы: проблемы генезиса, миграции и аккумуляции нефти и газа, изучение кристаллического фундамента платформ.



420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)-292-90-46.

### *Рафаиль Лукманович Ибрагимов*

Д. г.-м. н., гл. гидрогеолог ККГЭ ТГРУ ОАО «Татнефть». Научные интересы: гидрогеология нефтяных и битумных месторождений, поиск и оценка запасов пресных и лечебных минеральных подземных вод.



420000, Россия, Казань, ул. Чернышевского, д.6/2. Тел.: (843) 292-15-36